

ТЕПЛОВОЙ ПОТОК ПРИПЯТСКОГО ПРОГИБА

Жук М.С., Зуй В.И. Цалко П.Б.

Институт геологических наук
НАН Беларуси, Минск, Беларусь,
E-mail: zui@igs.ac.by

Соляная тектоника широко развита в Припятском прогибе. Она создает контрастное распределение полей температуры и плотности теплового потока в пределах межсинклинальных локальных структур, а также в соляных валах и куполах. Наблюдаемые значения плотности теплового потока (ПТП) зависят от рассматриваемого интервала глубин и геометрии соляных структур. В работе приводятся оценки интервальных значений плотности теплового потока для различных скважин Припятского прогиба, пробуренных как в пределах соляных структур, так и в межсинклинальных зонах. Высокие значения плотности теплового потока соответствуют отложениям кепрока, которые часто имеют признаки повышенной проницаемости, а также – верхним частям соляных массивов. Обсуждается связь неоднородности теплового потока с гидрогеологическими условиями, влиянием соляного тектогенеза, литологическими особенностями горных пород, слагающих платформенный чехол.

Введение.

Припятский прогиб является одной из наиболее изученных структур Беларуси, являющийся на протяжении многих десятилетий объектом тщательного изучения с использованием широкого комплекса геологических и геофизических исследований. В прогибе выполнен большой объем геотермических исследований в скважинах, что позволило пересмотреть ранее выполненные определения плотности теплового потока и в некоторые из них внести коррективы. В частности, нами исключены высокие значения плотности теплового потока, связанные с фокусировкой потока в соляных куполах и валах. В некоторых других случаях, низкие значения ПТП, вызванные влиянием инфильтрационных вод, были уточнены или отбракованы.

На основе ранее выполненных и пересмотренных определений плотности теплового потока, а также новых данных (табл.1) составлена схема карты ПТП Припятского прогиба. Она позволяет отразить термодинамическую обстановку в разрезе земной коры и верхней мантии, позволяет раскрыть и выяснить физическую сущность глубинных процессов в недрах Земли.

Особенности геотемпературного поля отдельных структур обсуждались и ранее (Цыбуля, Левашкевич, 1990), однако необходима дальнейшая детализация параметров поля из-за сложного строения соляных массивов. Оцениваемая ошибка определения потока находится в пределах 10 - 25 %. Были использованы имеющиеся данные измерения коэффициента теплопроводности, выполненные по более чем 600 образцам горных пород, отобранных ранее из скважин Припятского прогиба. Они позволили детализировать интервальные значения ПТП для отдельных комплексов пород платформенного чехла, вскрытых скважинами. Интервальные значения теплового потока по каждой скважине были необходимы для выявления тенденции и общей его изменчивости по вертикали. При вычислении значений ПТП применялась температурная поправка на теплопроводность каменной соли (Козел, Пархомов, 1981). Вычисления ПТП

проводились, как правило, для нескольких представительных интервалов по общепринятой методике на основе раздельного измерения температуры в скважинах и определения теплопроводности горных пород, выполненных в лабораторных условиях. Теоретические и экспериментальные исследования показывают, что теплопроводность горных пород определяется не только свойствами твердого скелета, но и теплоизолирующими особенностями межзерновой среды, зависит от минералогического состава, структуры и количества цементирующего материала, пористости, влажности и других факторов. Особенно важны эти особенности для осадочных отложений, так как наличие межзернового пространства, заполненного водой, флюидами, нефтепродуктами, воздухом, минеральными веществами, довольно существенно осложняют процессы переноса тепла в породе, складывающегося из кондуктивного теплопереноса (теплопроводности) и конвективной передачи тепла движущимися флюидами и подземными водами. Учет влияния рассеянных глинистых и терригенных несолевых примесей нами не проводился из-за отсутствия надежных количественных данных о закономерностях их распределения в разрезах скважин. Определения ПТП в скважинах выполнялись для нескольких интервалов глубин, что позволяло повысить его достоверность.

Соляная тектоника, детально изученная в Припятском прогибе (Конищев, 1975), способствует формированию локальных аномалий теплового потока. Эта особенность была отмечена еще в первых работах по изучению геотемпературного поля (Богомолов и др., 1972; Атрощенко, 1975), однако этот эффект тогда не был оценен количественно. Позднее М. Пархомов показал, что наблюдаемые значения теплового потока в теле соляного купола и под ним существенно зависят от рассматриваемого интервала глубины, а геотемпературное поле платформенного чехла имеет нестационарный характер (Пархомов, 1987; Зуй и др., 1991). Его модель показывает наиболее значительные искажения ПТП и имеют место в ядре соляного купола. Например, для Первомайского криптодиапира плотность потока варьирует от 80 (под соляным куполом на глубине 3000 м) до 140 мВт/м² в ядре купола на глубине около 800 м. Наблюдаемый тепловой поток в этих глубинах не подвержен влиянию таких приповерхностных факторов, как фильтрация подземных вод, а влияние палеоклиматических условий, имевших место на земной поверхности в прошлом, здесь обычно незначительно.

Обсуждение.

Плотность теплового потока в пределах Припятского прогиба изменяется в широких пределах – от 5 до 100 мВт/м². (рис.1). Низкие значения ПТП наблюдаются в интервалах глубин, охватывающий верхний и средний геотермический комплексы, где наиболее сильно проявляются гидрогеологические процессы и включают в себе четвертичные, палеогеновые, меловые, юрские,

триасовые, пермские, каменноугольные и верхнедевонские надсолевые отложения. Полученные данные указывают на сложный характер распределения потока по разрезу исследованных скважин. Значение вертикальной составляющей ПТП по скважинам сильно изменяется, что свидетельствует о влиянии многих факторов: различия в теплопроводности горных пород, фильтрация подземных вод и флюидов, тектонические условия и другие. Большое влияние на величину плотности теплового потока оказывает соляной тектогенез, особенно в приразломной зоне Речицко-Вишанского вала и Северо-Припятского краевого разлома. Соляные купола Припятского прогиба достаточно хорошо изучены бурением и геофизическими методами. В большинстве из них нами выполнены геотермические исследования и оценены значения плотности теплового потока.

Рассмотрим характер распределения плотности теплового на соляных структурах нефтепромысла № 3 (Давыдовская, Сосновская, Мармовичская, Вишанская, Березинская, Судовицкая и некоторые другие). В разрезе верхнедевонских соленосных отложений здесь присутствуют мощные и выдержанные толщи глинисто-мергелистых пород с низкой теплопроводностью, которые выполняют роль теплоизолирующих покрышек, способствующих сохранению глубинного тепла. Это наглядно видно по распределению плотности тепловых потоков по разрезу большинства скважин Давыдовской, Мармовичской, Сосновской, Вишанской и других структур.

Так, в скв. Давыдовская 13 в толще верхнедевонских солевых отложений ПТП достигает максимума 72 мВт/м^2 в интервале 2360-2530 м, что свидетельствует о структурном эффекте соляного поднятия. Соляной тектогенез существенно влияет на перераспределение теплового потока по всей Давыдовской структуре. Высокая теплопроводность каменной соли, наличие соляных куполов, способствуют выносу и перераспределению глубинного тепла. Полученные результаты плотности теплового по скважинам Давыдовского нефтяного месторождения показывают, что вертикальная составляющая потока в большинстве скважин достигает 70-75 мВт/м^2 . Высокие значения ТП наблюдаются в скв. Давыдовская 11 ($80-82 \text{ мВт/м}^2$ в межсолевых отложениях в инт. 2840-3105 м), Давыдовская 13 ($76-89 \text{ мВт/м}^2$ в инт. 3190-3400 м), Давыдовская 60 (92 мВт/м^2 в верхнедевонских солевых отложениях в инт. 950-1790 м, 104 мВт/м^2 в межсолевых отложениях в инт. 2660-2798 м), Давыдовская 74 (90 мВт/м^2 в верхнедевонских солевых отложениях в инт. 1800-2200 м), Южно-Давыдовская 31 (92 мВт/м^2 в межсолевых отложениях в инт. 3276-3455 м). На аномальное распределение теплового потока здесь большое влияние оказывают, как уже отмечалось выше, мощные толщи каменной соли и проявление соляного тектогенеза. Имея высокую теплопроводность, каменная соль является переносчиком глубинного тепла к поверхности, где над соляными куполами создаются положительные температурные аномалии. В периферийной части соляного поднятия Давыдовской брахиантеклинальной структуры на формирование ТП оказывают также влияние и восходящие движения подземных вод и флюидов в контактной зоне соляного поднятия и окружающих его пород. Приподнятое положение кристаллического фундамента в северо-восточном направлении, наличие здесь тектонического

нарушения – Речицко-Вишанской разломной зоны – создают тепловые аномалии вдоль всего разлома. Об этом свидетельствует подъем геоизотерм в северо-восточном направлении в сторону соляного поднятия.

Подобная дифференциация по плотности теплового потока прослеживается не только на структурах нефтепромысла № 3, но и на структурах всего Припятского прогиба. Максимальные значения ПТП фиксируются над соляными куполами в кепроковой части, а также в верхней части соляных куполов, где его величины достигают 100 мВт/м^2 , а в отдельных случаях и выше. В пределах Первомайского криптодиапира ПТП составляет 113 мВт/м^2 в инт.226-334 м.

Максимальные значения ПТП соответствуют верхним частям соляных массивов. Например, мы наблюдаем ПТП 88 мВт/м^2 для интервала 1100-1200 м и 82 мВт/м^2 для интервала 2000-2100 м для скважины Смагловская 2-Р (рис 2). В интервале же 800-900 м, соответствующему кепроку соляного массива, она уже составляет 77 мВт/м^2 и снижается до 72 мВт/м^2 в интервале 1900-2000 м для скважины Никулинская 6-Р. Подобная ситуация в распределении ПТП существует также в соляных куполах и диапирах, развитых в Осташковичской, Первомайской, Речицкой и других геологических структурах прогиба (Цыбуля, Левашкевич, 1990; Жук и др., 1993). Значение плотности теплового потока $76\text{-}80 \text{ мВт/м}^2$ наблюдается в интервале 760-1052 м в Речицкой соляной антиклинали. В скважине Речица-17 он достигает 107 мВт/м^2 в интервале 450-530 м, 120 мВт/м^2 в интервале 500-535 м (отложения кепрока) в скважине Речица-128. Вне соляного купола значения ПТП снижаются до $69\text{-}80 \text{ мВт/м}^2$ (скважина Речица-93), $45\text{-}92 \text{ мВт/м}^2$ (скважина Речица-4) и $65\text{-}87 \text{ мВт/м}^2$ (скважина Речица-12). Интенсивность максимума теплового потока и его расположение относительно соляных куполов зависит от формы и размеров криптодиапиров, а также от соотношения коэффициентов теплопроводности чистой соли и надсолевых пород

Анализ представленных данных по распределению плотности теплового потока для Сосновской, Мармовичской, Вишанской структур, расположенных в субширотном направлении вдоль Речицко-Вишанской зоны поднятий, для Березинской, Оланской, Судовицкой, Кнышевичской, Прохоровской, Ковчицкой, Оземлинской, Глусской и других структур, расположенных вдоль Северо-Припятского краевого разлома, указывает на сложный характер перераспределения ПТП от крыльев к куполу. Высокие значения плотности теплового потока, достигающего $75\text{-}80 \text{ мВт/м}^2$ (скв. Мармовичская 8, 15, 18, 99 и другие) соответствуют соляным куполам. Некоторый контрастный характер распределения ПТП наблюдается в ряде скважин в надкупольной части Речицко-Вишанской зоны поднятий в верхнедевонских надсолевых, пермско-триасовых, юрских и меловых отложениях. Колебания плотности теплового потока здесь составляют: $19\text{-}50 \text{ мВт/м}^2$ – в скв. Мармовичская 5, $12\text{-}88 \text{ мВт/м}^2$ – в скв. Мармовичская 15; $28\text{-}55 \text{ мВт/м}^2$ – в скв. Мармовичская 21; $54\text{-}100 \text{ мВт/м}^2$ – в скв. Сосновская 14; $14\text{-}58 \text{ мВт/м}^2$ – в скв.

Вишанская 17; 39-87 мВт/м² – в скв. Вишанская 21. Они обусловлены воздействием различных факторов. Во-первых, это интенсивная фильтрация подземных вод и флюидов в верхнем и среднем гидрогеологических этажах в надсолевых отложениях Речицко-Вишанского вала. Как уже отмечалось выше, соляной тектогенез ослабляет приповерхностную зону над соляными куполами, создает более разуплотненную и проницаемую зону для миграции флюидов. Поэтому, глубинный тепловой поток, перераспределяясь по соляным куполам из приразломной Речицко-Вишанской зоны, создает повышенные тепловые аномалии над соляными куполами.

Низкие значения ПТП (4 до 50 мВт/м²), наблюдаемые в самой верхней части осадочных отложений надсолевой толщи для скважин Василевичи (2-к, 3-к и 4-к), Новинская (2-Р и 3- Р), Баженовская (1- Р, 4- Р), а также Юровичская 1- Р, Заозерная 3- Р, вызваны охлаждающим эффектом интенсивной фильтрации подземных вод в перекрывающих отложениях. В частности, она имеет место в меловых отложениях (кварцево-глауконитовые пески) и сеноманских песчаниках, юре (песчано-карбонатная формация оксфорда), индских песчано-глинистых отложениях триаса (Кудельский, 1987). Нисходящая фильтрация в их пределах отражается в вогнутой форме термограмм.

Значительные вариации плотности теплового потока в пределах геологических структур типа «щита черепахи» являются результатом перераспределения потока, поступающего из подстилающих отложений. Это вызывается несколькими факторами, в том числе и соляной тектоникой. Резкий контраст в теплопроводности каменной соли, слагающей купола и валы, и окружающих их терригенных пород приводит к отклонению вектора теплового потока от его вертикального направления.

Высокая теплопроводность соли, наличие соляных куполов, кепрока брекчии (особенно на Речицкой структуре), способствовали выносу и перераспределению глубинного тепла, поступающего из кристаллического фундамента. На наличие разуплотнения пород в надсолевых купольных структурах Припятского прогиба указывают И.Д. Кудрявец и В.П. Левковец [10]. По их мнению, изначально непроницаемые породы глинисто-галитовой подтолщи, подвергшиеся тектоническим деформациям в конце палеозоя – начале мезозоя в осевой части Южно-Казанской синклинали, на некоторое время утратили флюидоупорные свойства и не препятствовали гидродинамической связи надсолевых отложений с нижезалегающими. В результате интенсивного соляного тектогенеза надсолевые отложения, вплоть до меловых, также подверглись здесь разуплотнению, стали более проницаемыми. Формирование бескорневых несогласных сбросов и разломов в результате галокинеза сопровождалось разуплотнением надсолевых пород, что привело к установлению гидродинамической связи с зоной господства инфильтрационных вод. В итоге углеводороды, присутствующие в составе вертикального миграционного потока флюидов,

достигнув нарушенного свода поднятия, прямым транзитом попадают в зону инфильтрации, где частично рассеиваются, а частично окисляются, не образуя скоплений. Такие условия, по-видимому, существуют в пределах Речицко-Вишанской зоны поднятий, о чем свидетельствуют геотермические данные по температурам и тепловому потоку в скважинах.

Вертикальная составляющая плотности теплового потока для скважин, расположенных вдоль Северо-Припятского краевого разлома достигает $50-65 \text{ мВт/м}^2$ (скв. Глусская 1, Ковчицкая 3, Кнышевичская 2, Прохоровская 10, Оланская 2, Судовицкая 11, Березинская 1 и другие). В пределах Шатилковской депрессии ПТП заметно возрастает и составляет $65-80 \text{ мВт/м}^2$ (скв. Шатилковская 2, 4, Чернинская 1 и другие).

Таким образом, контрастные колебания значений плотности теплового потока в платформенном чехле Припятского прогиба связаны, в основном, с интенсивной фильтрацией флюидов в надсолевой части чехла и соляным тектогенезом. Глубинный тепловой поток, выносимый из приразломных зон тектонических нарушений Северо-Припятского краевого разлома и Речицко-Вишанской зоны поднятий, перераспределяясь по соляным куполам, создает высокие тепловые аномалии в кепроковых и надкупольных частях этих поднятий. Существенное влияние здесь оказывает и вертикальная фильтрация подземных вод: теплые флюиды, поднимаясь по разуплотненным и трещиноватым породам, по “гидрогеологическим окнам” в горных породах платформенного чехла, также создают положительные аномалии.

Подобная ситуация существует на других площадях с преобладанием эвапоритов в платформенном чехле. Теплопроводность их в 2 – 2.5 раза выше теплопроводности обычных терригенных пород. Способность к крипу пород соли под влиянием тектонических напряжений и вертикальных движений создает различные формы соляных структур. Детальные исследования особенностей формирования теплового поля были выполнены для соляных куполов Кенкияк, Мортук, Шенгельши, Алибекмола, Каратюбе, расположенных в Прикаспийской впадине (Хуторской, 1982). Сообщалось, что вследствие концентрации тепла в куполах, вектор теплового потока отклоняется от своего вертикального положения, а его горизонтальная компонента достигает $4-20 \text{ мВт/м}^2$ в пределах соляных массивов и $4-10 \text{ мВт/м}^2$ в пределах контактирующих с ним терригенных осадочных отложений, соответственно. Искажение ПТП наблюдалось вплоть до расстояния 1 км от оси купола по латерали.

Наличие зоны разуплотнения и конвекции в зоне активного водообмена в мезо-кайнозойских отложениях подтверждается исследованиями, выполненными в Южно-Казанской синклинали Припятского прогиба (Гарецкий и др., 1998). Наличие небольших блоков вследствие несогласия в бескорневых сбросах являются отличительной чертой структур типа «щита

черепахи». Это относится ко всем подобным структурам, таким как Василевическая, Баженовская, Заозерная и другим. Можно считать, что низкие значения теплового потока 21-38 мВт/м² в куполах Баженовской межсинклинальной брахиантиклинали вызываются, главным образом, нисходящей фильтрацией подземных вод вдоль путей разуплотнения в надсолевом комплексе горных пород. Повышенный тепловой поток 42-68 мВт/м² в надсолевых девонских отложениях в скважине Смагловская 1 является результатом подтока тепла из нижнего геотермического комплекса вследствие восходящей фильтрации флюидов.

Заключение

Высокая плотность интервальных значений теплового потока, формируемая в соляных массивах, в том числе и в соляных диапирах, приводят к его контрастной латеральной вариации. Наибольшие значения потока соответствуют самым верхним частям соляных массивов и породам кепрока, сформированным куполами. Высокая теплопроводность каменной соли относительно окружающих терригенных отложений приводит к “фокусировке” и перераспределению тепла, поступающего в платформенный чехол. Основным фактором, приводящим к высоким значениям ПТП, в пределах разуплотненных над куполами пород кепрока, является соляная тектоника. Подъем теплых флюидов по разуплотнениям создает конвективную компоненту ПТП.

Литература

- Atroshchenko, P.P.**, 1975. Geothermal conditions of the Northern part of the Pripyat Trough. Nauka i Tekhnika, Minsk, 104 pp. (*in Russ.*).
- Bogomolov, G.V., Tsybulya, L.A., Atroshchenko, P.P.**, 1972. Geothermal zonality of the territory of Belarus. Nauka i Tekhnika, Minsk, 216 pp. (*in Russ.*).
- Garetsky R.G., Monkevich K.N., Tolstosheev V.I., Tsalko P.B.**, 1998. Structures of the Pripyat Trough as potential underground gas storages. *Geologiya Nefti i Gaza*, No.11, pp.2-7 (*in Russ.*).
- Hawtorf, E.**, 1930. Results of deep well temperature measurements in Texas. Bull. Amer. Petrol. Inst. Prob., No. 205, p. 333-339.
- Khutorskoi, M.D.**, 1982. Heat flow within areas of structural-geological heterogeneities. Nauka, Moscow, 80 pp. (*in Russ.*).
- Konishchev, V.S.**, 1975. Salt tectonics of the Pripyat Trough. Nauka i Tekhnika, Minsk, 150 pp. (*in Russ.*).
- Kozel V.P., Parkhomov M.D.**, 1981. Experimental investigations of thermal properties of rocks as a function of temperature. In: Elovicheva Ya.K., Shkuratov V.I., Shpakov O.N. (Editors). Materials of geological investigations of the territory of Byelorussia. Nauka i Tekhnika, Minsk, pp. 41-45 (*in Russ.*).
- Kudelsky, A.V.**, 1987. Hydrogeology of the western part of the Sarmatia-Turanian lineament. Nauka i Tekhnika, Minsk, 111 pp. (*in Russ.*).
- Monkevich K.N., Tsalko P.B., Tolstosheev V.I., Makarenko V.M.**, 1977. On perspectives of the construction of underground gas storages within the Pripyat Trough. *Doklady AN Belarusi*, V.41, No.5, pp.105-109 (*in Russ.*).
- Parkhomov M.D.**, 1987. Hydro-geothermal Regime of the Pripyat Trough. Author's abstract of the PhD Dissertation, Minsk, 20pp (*in Russ.*).

- Tectonics of Belarus**, 1976. (R.G. Garetsky Ed.). Nauka i Tekhnika, Minsk, 200 pp (*in Russian*).
- Tsybulya, L.A., Levashkevich, V.G.**, 1990. Heat flow within the Pripyat Trough and reasons of its heterogeneity. *Geologicheskii Zhurnal*, No.11, pp.19-26 (*in Russ.*).
- Van-Orstrand, C.E.**, 1935. Normal geothermal gradient in the United States. *Bull. Amer. Assoc. Petrol. Geol.*, vol. 19, No. 1, p. 21-34.
- Zhuk, M.S., Makarenko, V.M., Tsalko, P.B.**, 1993. Geothermal conditions of the southern part of the Pripyat Trough. *Doklady AN BSSRi*, V.37, No.4, pp.195-113 (*in Russ.*).
- Zui V.I., Veselko A.V., Kozel V.P., Parkhomov M.D., Zhuk M.S.**, 1991. Thermal field. In.: Deep structure and dynamics of of the Earth's interiors of the territory of Belarus (Garetsky R.G., et al.). Nauka I Tekhnika, Minsk, p.91-118 (*in Russ.*).

ЦЕПЛАВЫ СТРУМЕНЬ ПРЫПЯЦКАГА ПРАГІНУ

Жук М.С., Зуй У.І., Цалко П.Б.

Разгледжаны вынікі вывучэння асаблівасцяў цеплавога поля. Салыная тэктоніка, шырока распаўсюджаная ў Прыпяцкім прагіне, адлюстроўваецца ў кантрасных параметрах цеплавога поля. Гэтыя асаблівасці адзначаліся, звычайна на якасным узроўні, і раней без дэталёвай колькаснай ацэнкі. Пачынаючы з 30-х гадоў мінулага стагоддзя было вядома з палявых вымярэнняў, што геатэрмічны градыент у салыных купалах у 2.4 і нават у 2.8 разы вышэйшы, чым у адкладах, якія прылягаюць да купала (Van-Orstrand, 1935; Hawtorf, 1930). У артыкуле разгледжаны ацэнкі інтэрвальных велічынь шчыльнасці цеплавога струменю для шэрагу свідравін Прыпяцкага прагіну. Вывучана вертыкальная зменлівасць цеплавога струменю на фоне яко нізкіх, альбо звычайных велічынь для лакальных міжсінклінальных структур. Найбольшыя значэнні струменю адзначаюцца ў адкладах кепрока і ў верхняй частцы салыных купалаў. Абмяркоўваецца ўплыў гідрагеалагічных умоў, салыной тэктонікі і мінералагічнага складу парод платформеннага чэхла

ТЕПЛОВОЙ ПОТОК ПРИПЯТСКОГО ПРОГИБА

Жук М.С., Зуй В.И., Цалко П.Б.

Рассмотрены результаты изучения особенностей теплового поля. Соляная тектоника, широко развитая в Припятском прогибе, отражается в контрастных параметрах теплового поля. Эти особенности отмечались на качественном уровне и ранее без детальной количественной оценки. Начиная с 30-х лет прошлого века было известно по полевым измерениям, что геотермический градиент в соляных куполах в 2.4 и даже в 2.8 раза выше, чем в окружающих купол отложениях (Van-Orstrand, 1935; Hawtorf, 1930). В работе приведены оценки интервальных значений плотности теплового потока по ряду скважин Припятского прогиба. Для ряда соляных куполов прогиба изучена вертикальная изменчивость теплового потока на фоне его низких, либо нормальных значений для локальных межсинклинальных структур. Наибольшие значения потока соответствуют отложениям кепрока и верхним частям соляных куполов. Обсуждается связь неоднородности теплового потока с гидрогеологическими условиями, с влиянием соляного тектогенеза, литологическими особенностями горных пород, слагающих платформенный чехол.